



Vermarktung von Biogasstrom

Marktintegration von Regelenergie aus
landwirtschaftlichen Biogasanlagen



Grundlagen und Problemstellung

Der Verbrauch an elektrischen Strom unterliegt je nach Standort charakteristischen Tages- und Jahresganglinien mit starken Schwankungen (Abb. 1). Man unterscheidet daher in **Grund-, Mittel- und Spitzenlast**. Zur Deckung der Nachfrage wird kontinuierlich Grundlast zur Verfügung gestellt, die bei steigendem Bedarf um Mittellast und Spitzenlastkapazitäten ergänzt werden muss.

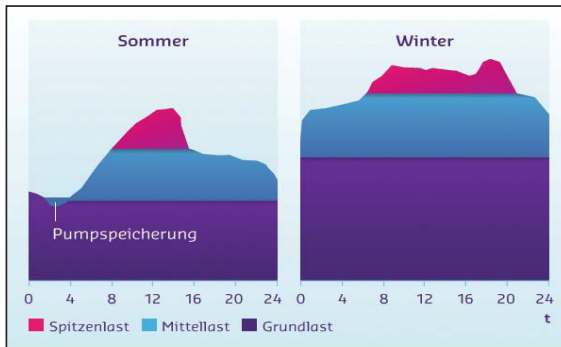


Abbildung 1:
Stromlastgang im Sommer und Winter
Quelle: Amprion, 2009

In der Vergangenheit stammte in Deutschland der Strom fast ausschließlich aus fossil-nuklearen Erzeugungsanlagen, die zum Einen die nötige Grundlast lieferten und zum Anderen auch den Mittellastbereich abdecken konnten. Der Bedarf an Spitzenlast beschränkte sich auf den Ausgleich der kurzzeitig schwankenden Nachfrage.

Die Einführung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 führte zum starken Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor, so dass 2011 bereits 20 % der Gesamtstrommenge aus erneuerbaren Quellen stammt und bei entsprechenden Wind- und Solarstromanfall bereits mehr als der Strombedarf erzeugt wird (Abb. 2).

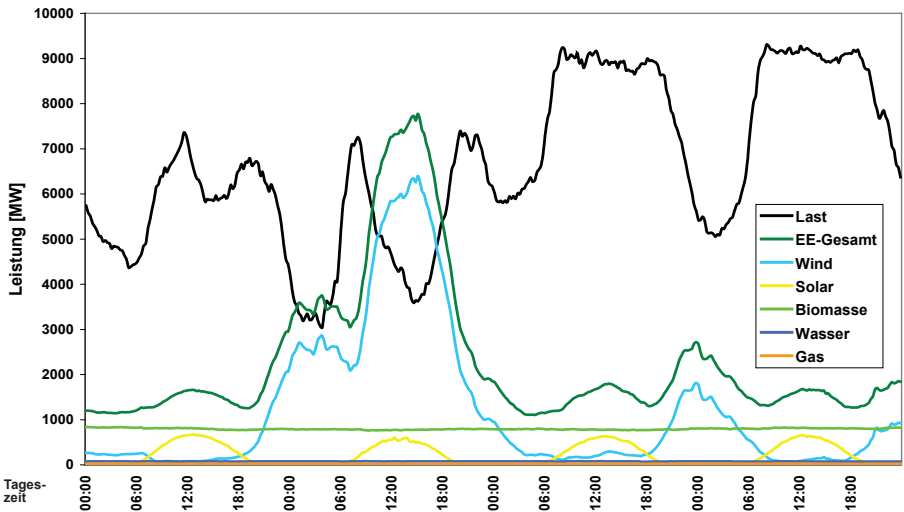


Abbildung 2: Netzlast und EE-Einspeisung in der 50 Hertz Regelzone vom 06. bis 09.06.2010
(Quelle: 50 Hertz)

Die steigende dezentrale Stromerzeugung aus erneuerbaren und besonders aus den fluktuierenden Quellen Wind und Photovoltaik erfordert somit einen vollständigen Umbau unserer Stromversorgung.

Ziel dieses Merkblattes ist, das Grundlagenwissen zur Regelung im Stromnetz zu vermitteln, die rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für eine bedarfsangepasste Stromerzeugung aus Biomasse und Biogas darzustellen sowie notwendige Handlungsoptionen für den Landwirt aus dem EEG 2012 abzuleiten.

Grundlast, Spitzenlast und Regelennergie

Zur Echtzeitstabilisierung des Stromnetzes ist Regelennergie erforderlich um die Netzfrequenz stabil zu halten. Unterschieden wird in positive als auch negative Regelennergie. Bei der Regelung wird in folgende Stufen unterschieden:

- **Primärregelung**
Stabilisierung der Netzfrequenz, im Bereich von 0 bis 30 s z.B. durch Masenträgheit der rotierenden Turbinen, indem eine Zu- und Abschaltung der Erregungsspannung erfolgt.
- **Sekundärregelung**
Sie greift nach 30 s und regelt bis zu 15 min die abweichende Netzfrequenz aus, z. B. durch Anpassung der Leistung von Großkraftwerken.

- **Minutenreserve**

Nach Ausnutzung der Primär- und Sekundärregelung erfolgt über die Minutenreserve im Zeitintervall von 15 bis 60 min Zu- oder Abschaltung weitere Erzeugungsanlagen. Dies erfolgt meist über vertragliche Vereinbarungen mit den Kraftwerksbetreibern. Dazu dienen vor allem lastwechselvariable Gaskraftwerke oder vorhandene Notstromkapazitäten und Pumpspeicherkraftwerke. Auch sind vertraglich vereinbarte Abschaltungen einzelner Großverbraucher möglich, um über negative Minutenreserve die Stabilität des Netzes zu realisieren.

Auf den Sektor der erneuerbaren Energien übertragen sind **Biomasse, Wasserkraft und Geothermieranlagen** technisch dazu in der Lage neben grundlastfähigen Strom auch Regelenenergie zu erzeugen. Als fluktuierende Stromquellen können **Windkraft- und Solaranlagen** zwar über Prognosemodelle in die Stromerzeugung eingeordnet und bei Stromüberangebot abgeschaltet werden. Die Bereitstellung von negativer Regelenenergie von Wind- und Solarstromanlagen kann nur begrenzt übernommen werden, da unsicher ist ob bei Wiedereinschaltung ein entsprechendes Wind- oder Sonnenangebot verfügbar ist.

Biogasanlagen besitzen mit der bedarfsgerechten Erzeugung von Biogas (Regelbereich: Wochen und Monate) und dessen Speicherung (Regelbereich der BGA-Stunden; Regelbereich Biomethan im Netz Monate) die technischen Möglichkeiten Strom nach Bedarf zu produzieren. Sie eignen sich also theoretisch dazu, alle Stufen der Regelenenergie abzudecken. Sowohl die vollständige Zu- und Abschaltung, als auch der Betrieb in verschiedenen Lastbereichen ist hier möglich sofern die technischen Voraussetzungen geschaffen werden. Biogasanlagen können somit einen Beitrag zur Absicherung der Grundlast leisten sowie einen Beitrag zur Regelenenergie und damit entscheidend zur Netzstabilität beisteuern. Es ist nicht schwer mit Biogasanlagen negative Regelenenergie bereitzustellen, da einerseits über vorhandene Gasspeicher kein Energieerzeugungspotenzial verloren geht und andererseits eine externe Zu- und Abschaltung technisch mit geringen Aufwendungen realisierbar ist, wie bereits die Erfahrungen mit der Fernabschaltung nach §11 EEG der Anlagen über 100 kW belegen.

Rechtliche Regelungen und Anforderungen an Biogasanlagen

Um eine stärkere Nutzung von Biogasanlagen für den Ausgleich fluktuierender Stromproduktion attraktiv zu gestalten, sind im EEG 2012 die **Markt- und Flexibilitätsprämie**, eine Vermarktungspflicht des erzeugten Stroms für Neuanlagen (> 750 kW) ab 2014, die Möglichkeit der Marktteilnahme für Anlagen, die weniger als 60 % der Wärme nutzen und auch für Bestandsanlagen eingeführt worden. Der verfahrenstechnische Ansatz die Gasproduktion in der Biogasanlage zur Stromproduktion entlang von Tagesganglinien zu steuern wird zzt. im Labor-

maßstab erforscht, indem über leicht abbaubare Substrate, wie zum Beispiel Glycerin, Schlempe oder gemuste Zuckerrüben die Gasproduktion gezielt gesteuert wird. Ökonomisch ist hierbei zu beachten, dass die Auslastung der Fermenter und des BHKW geringer ausfallen oder die Notwendigkeit der Schaffung zusätzlicher Verstromungskapazität besteht.

Wesentlich einfacher ist die Flexibilisierung der Stromerzeugung einer Biogasanlage durch Gasspeicherung. Für die Umsetzung sind erforderlich:

- verstärkte Nutzung vorhandener Gasspeicher bzw. Erweiterung der vorhandenen Speicherkapazität und
- Erweiterung der BHKW-Kapazität,
- zentrale Steuerung der BHKW.

Besonders die Biogasanlagen sind wegen der Speicherbarkeit der Substrate und der Festlegung von 150 Tagen Mindestaufenthaltszeit im gasdichtem Raum (EEG 2012), die zur Erhöhung der Gasspeicherkapazität führt, dazu prädestiniert, flexibel auf Nachfrageänderungen zu reagieren. Ein effizientes und angepasstes Anlagenmanagement zur Prognose der täglichen sowie stündlichen Gasproduktion, Gasmesseinrichtungen, Füllstandsanzeigen im Gasspeicher und automatisch betriebene Fackelanlagen sind hierbei essenzielle Anforderungen.

Nicht planbare Ausfälle der Biogasanlage sind ökonomisch problematisch, da bei der bedarfsgerechten Stromerzeugung die Anlagenverfügbarkeit einen sehr hohen Stellenwert einnimmt. Verpflichtungen zur Bereitstellung und Lieferung von Regelenergie, welche nicht eingehalten werden, führen zu finanziellen Ausfällen. Bei den einzelnen Geschäftsmodellen und Verträgen sollten die Regelungen für solche Fälle klar definiert sein.

Gasspeicherbedarf

Bisherige Anlagen besitzen einen Gasspeicher mit einer Vorhaltezeit von ca. 6 h. Dieser Zeitkorridor ist aus prozesstechnischer Sicht erforderlich, um bei Havarien am BHKW die laufende Gasproduktion aufzunehmen und eine unproduktive Verbrennung über die Fackel zu vermeiden bzw. Spitzen der Gasfreisetzung, z. B. durch die Homogenisierung abzupuffern.

Die Bereitstellung von Regelenergie erfordert durch zeitliche Verschiebung der Stromproduktion zusätzliches Gasspeichervolumen. Damit ist entweder ein Zubau von Gasspeicher erforderlich oder der verfahrenstechnisch nötige Speichervolumen für Havarien oder Stillstände wird reduziert. Die Forderung zur Abdeckung der Gärrestlager schafft in den Anlagen zusätzliche Gasspeicher und verbessert somit die Bedingungen für die Erzeugung von Regelenergie.

BHKW-Kapazität und Betriebszeiten

Eine Einspeisung entlang der Tagesganglinie durch Teillastbetrieb mit nur einer Maschine, spart zwar Investitionskosten, führt aber zu Wirkungsgradeinbußen im Teillastbereich der höchstens auf 60 % der Nennleistung zurückgeregelt werden sollte. Woraus sich bei 12 h Regelzeit jeweils im Voll- und Teillastbereich nur eine mittlere Auslastung von 80 % ergibt. Durch Erweiterung der BHKW-Kapazität und ggf. des Gasspeichers ist eine Verlagerung der Stromproduktion in nachfragestarke Zeiten bei gleich bleibender Gesamtstromeinspeisung ohne Wirkungsgradeinbußen möglich. Exemplarisch kommen in einer solchen Konstellation zwei BHKW zum Einsatz. Eins ist dabei für den Dauerbetrieb als Grundlastkomponente ausgelegt, welches auch die Wärmebereitstellung für die Fermenterheizung und eventuelle Wärmekunden sicherstellt. Das zweite BHKW ist für den Spitzenlastbetrieb ausgelegt, welches im Bedarfsfall bzw. entsprechend des vereinbarten „Fahrplans“ zugeschaltet wird. Vorteil dieser Variante ist neben der Sicherung der Fermenterheizung und damit des mikrobiologischen Prozesses, auch die Ausnutzung der optimalen Betriebszustände beider Maschinen, die bei Volllast den besten Wirkungsgrad und ein optimales Emissionsverhalten zeigen.

Bei Vergrößerung der BHKW-Kapazität steht eine kostenintensive Maßnahme an. Einzukalkulieren ist in Abhängigkeit vom Hersteller und der BHKW-Größe 600 und 1.000 €/kW installierter elektrischer Leistung. Durch diese Kapazitätserweiterung kann aber auch die Grenze des privilegierten Bauens im Außenbereich überschritten werden.

Fernsteuereinrichtungen zur Teilnahme am Regelenenergiemarkt

Um am Regelenenergiemarkt teilzunehmen bzw. den Strom an der Börse zu vermarkten, müssen mehrere BHKW zu einer Einheit > 5 MW gebündelt werden. Dazu ist der Einsatz von Steuergeräten für das gemeinsame ferngesteuerte Ab- und Zuschalten erforderlich. Dies ist auch die Voraussetzung zur Bereitstellung von **negativer Regelenenergie** für die Sekundär- und Minutenreserve und die flexible Arbeit am Markt. Für die Bereitstellung von negativer Regelenenergie ist es wichtig, dass alle beteiligten BHKW schnell und simultan ihre Leistung reduzieren und nach dem Ende des Abrufs wieder selbstständig anfahren können. Im Unterschied zur sog. Fernabschaltung ist es für die Netzstabilität wichtig, dass die Anlagen nur für einen definierten Zeitraum vom Netz getrennt werden und danach wieder Strom einspeisen.

Der Gesetzgeber hat in der Novelle des EEG 2009 der Entwicklung auf dem Strommarkt Rechnung getragen, indem eine zentrale Abschaltung von Biogasanlagen > 100 kW im Fall von Netzstabilitätsproblemen zwingend eingeführt wurde. Weiter war eine freie Vermarktung des EEG Stromes in Monatsscheiben möglich. Allerdings wurde dies aufgrund der wesentlichen Preisunterschiede zwischen den hohen Stromerzeugungskosten und den geringen Vermarktungserlösen kaum angenommen.

Das ebenfalls mit dem EEG 2009 eingeführte Grünstromprivileg für Elektrizitätsversorgungsunternehmen war vor allem für günstigen Wind- und Wasserstrom attraktiv. Mit dem EEG 2012 sind die einzelnen Vermarktungsmöglichkeiten deutlich erweitert worden, um hier ökonomische Anreize zu schaffen (Tab. 1).

Neu sind im EEG 2012 die **Marktpremie** und die daran gekoppelte Flexibilitätsprämie. Die Kombination von Erlösen aus der Vermarktung von Regelernergie sind unter dem EEG 2009 mit der regulären Vergütung vereinbar, im EEG 2012 lässt das Doppelvermarktungsverbot die Regelergievermarktung nur innerhalb der Direktvermarktung zu. Für alle Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung >750 kW, die ab dem 01.01.2014 in Betrieb gehen, ist die Direktvermarktung Pflicht. Alle anderen Anlagen und auch Bestandsanlagen können die Form der Vermarktung frei wählen. Besonders die Befreiung von der Mindestwärmenutzung im EEG 2012 kann hier ein Anreiz für Anlagen, die die 60 % Mindestwärmenutzung nicht erreichen, darstellen.

Tabelle 1: Vermarktungsmöglichkeiten des Stroms

	Feste Einspeisevergütung (§§ 27 ff. EEG)	Direktvermarktung (§§ 33a ff. EEG)		
		Marktpremie (§§ 33b Nr. 1, 33g EEG)	Grünstromprivileg (§ 33b Nr. 2, 39 EEG)	Sonstige Direktvermarktung (§§ 33b Nr. 3 EEG)
Finanzielle Förderung	ja	ja	ja (mittelbar)	nein
Flankierung (Flexibilitätsprämie)	nein	ja	nein	ja
Kennzeichnung als Strom	nein	nein	ja	ja

Durch die Marktprämie wird der Differenz zwischen EEG-Vergütung und Börsenstrom vergütet. Infolge der Managementprämie erfolgt die Schaffung eines zusätzlichen Anreizes. Zur Berechnung der Marktprämie wird der durchschnittliche Börsenstrompreis des abgelaufenen Monats (mittlerer Marktpreis) herangezogen. Wegen der Verlagerung der Stromproduktion in preisstarke Zeiten können Mehrerlöse generiert werden.

Die Berechnung der Marktprämie (MP) ergibt sich aus der Differenz zwischen der mittleren EEG-Vergütung (EV) für die jeweilige Anlage und dem Referenzmarktwert (RW = MW – PM). Der Referenzmarktwert spiegelt den durchschnittlichen Börsenstrompreis wider und enthält auch die Managementprämie (PM), die den Vermarktungsaufwand reflektiert.

$$MP = EV - MW + P_M$$

Diese Marktprämie wird im Nachhinein kalendermonatlich ermittelt. Vorab kann der Anlagenbetreiber aber einen Abschlag beim Netzbetreiber beantragen. Durch die Unterstellung von mittleren Preisverhältnissen werden Anlagen mit überdurchschnittlichen Vermarktungserlösen, besser gestellt, als solche die unterhalb des Marktwertes Strom verkaufen (vgl. Abb. 3).

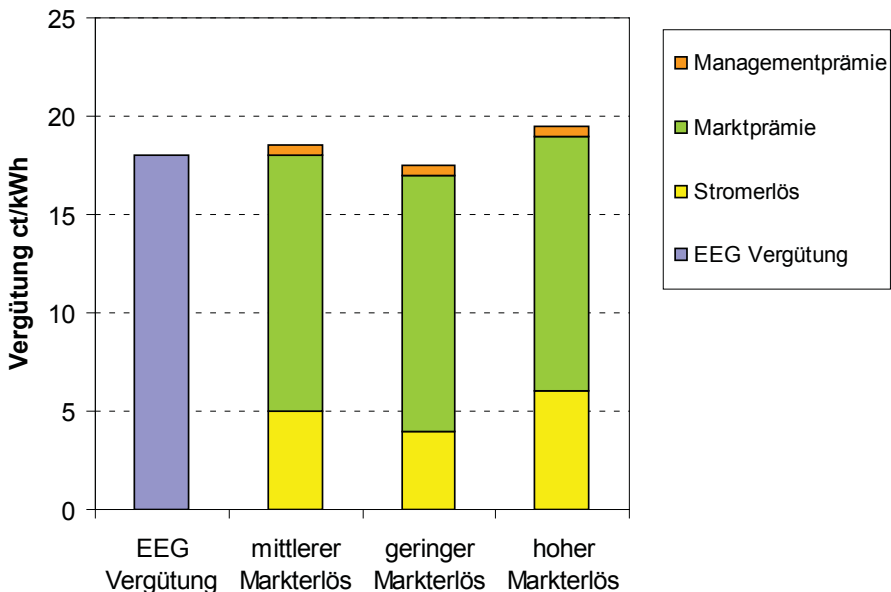


Abbildung 3: Wirkung von niedrigen und hohen Markterlösen auf die Vergütung

Die **Flexibilitätsprämie** wurde zusätzlich zur Marktpremie eingeführt, um eine im Tagesgang größere Leistungsverlagerung, durch Investition in zusätzlichen BHKW- und Gasspeicherkapazität zu erreichen. Inwieweit dieser Aufschlag für eine Kapazitätserweiterung kostendeckend oder gewinnbringend ist, muss im Einzelfall ge-

prüft werden. Allerdings erfolgt die Zahlung dieser Prämie nur bei vollständiger Vermarktung des Stroms und nur für maximal 10 Jahre. Die Flexibilitätsprämie des EEG 2012 wird erst ab einer Zusatzleistung von >10 % wirksam und für maximal 50 % Zusatzleistung gewährt. In die Berechnung der Flexibilitätsprämie gemäß EEG 2012 Anhang 5 fließen als Faktoren die sog. Kapazitätskomponente (KK), mit 130 € je zusätzlich installierter kW elektrischer Leistung, die installierte Leistung (P_{Inst}) der Gesamtanlage und die Bemessungsleistung (P_{Bem}) nach der Erweiterung ein.

Ausgangspunkt für die 3 Szenarien (Tab. 2), die exemplarisch die Wirkung dieser Prämie zeigen, ist eine Bestands-Biogasanlage, die bei unveränderter Jahresgasproduktion ein zusätzliches BHKW aufstellt. Durch Zu- und Abschalten des größeren BHKW wird dann im Tagesverlauf ein Leistungsstufen-Profil (Fahrplan) abgefahren. Der Teillastbetrieb bedient die nachfragearmen Zeiten und hilft so bei der konstanten Wärmeversorgung der Fermenter. Der Volllastbetrieb erfolgt in nachfragestarken Zeiten, dabei wird die während der Teillastzeit nicht verstromte und gespeicherte Gasmenge umgesetzt. Die Randbedingungen für die drei dargestellten Szenarien sind:

- gleichbleibende Fütterung und unveränderte Gaserzeugungstrecke,
- Voll- und Teillastzeiten entsprechend BHKW-Größen,
- Gasspeicherinvestition mit 40 €/m³,
- weitere Kosten (Einhausung, Genehmigung, Anbindung) bleiben unberücksichtigt,
- Barwertberechnung bei einer Finanzierung über 10 Jahre zu 6 % Zinsen.

$$FP = \frac{P_{Zusatz} \times KK \times 100}{P_{Bem} \times 8.760 \frac{h}{a}}$$

$$P_{Zusatz} = P_{Inst} - (f_{Korr} \times P_{Bem})$$

Tabelle 2: Modellierung der Flexibilitätsprämie für Bestandsbiogasanlagen

Szenario	Einheit	1	2	3
Ausgangsleistung	kWel	380	520	520
Zusatz-BHKW	kWel	190	190	380
Teillast-/Volllastzeit	h / h	14 / 10	11 / 13	20 / 4
Zusätzlicher Speicherbedarf	m ³ /d	1.600	1.800	2.400
Gasspeicherinvestitionskosten	€	63.000	72.000	104.000
Ermittelte Flexibilitätsprämie	ct/kWh	0,84	0,57	1,16
Barwert	€	185.000	176.000	358.000
Barwert abzüglich Gasspeicher	€	122.000	104.000	254.000
Maximale spez. Kosten BHKW	€/kW	640	550	670

Es zeigt sich, dass allein durch die Flexibilitätsprämie keine kostendeckende Erweiterung der Anlage gegeben ist. Die maximalen spezifischen Kosten für BHKW liegen unter den am Markt üblichen Preisen. Ein Einstieg in dieses Segment ist nur sinnvoll, wenn durch flexible Fahrweise der Anlage deutliche Mehrerlöse über die Vermarktung generiert werden. Falls bereits genügend Gasspeicher (z.B. durch die Abdeckung der Gärrestlager) zur Verfügung steht, können entsprechend der drei Szenarien zwischen 930 und 980 €/kW für eine BHKW-Erweiterung investiert werden. Insgesamt ist aber zu beachten, dass der wirtschaftliche Erfolg deutlich von den Finanzierungsbedingungen, wie Zinssatz und Nutzungsdauer beeinflusst wird.

Eine weiter interessante Möglichkeit für Biogasanlagen zur Generierung von Zusatzerlösen stellt die Vermarktung von negativer Regelernergie durch oft nur kurzzeitige Leistungsreduzierung oder Abschaltung am **Minutenreservemarkt** dar. Auch hier ist das Doppelvermarktungsverbot einzuhalten. Da dieser über die Strombörse in Leipzig erfolgt ist Mindestkapazität von 5 MW durch die Bündelung einzelner Biogasanlagen zu realisieren. Die hierfür nötige zentrale Steuereinrichtung wurde bereits erwähnt. Die Erlöse aus der Bereitstellung negativer Regelernergie als Leistungsentgelt für die Bereitschaft und Vergütung der nicht eingespeisten Strommenge (Arbeitsentgelt) sind vom jeweiligen Vertragspartner abhängig, mit dem eine Bündelung und gemeinsame Vermarktung der Regelernergie organisiert wird. Die Regelungen zur **Abschaltung der Anlagen nach § 11 EEG** gelten unabhängig von den oben dargestellten Vermarktungswegen. Bei bestehender Gefahr für die Netzstabilität ist der Energieversorger weiterhin berechtigt über Fernabschaltung einzelne Anlagen bzw. Anlagengruppen vom Netz zu nehmen.

Zur Vermarktung des elektrischen Stromes bzw. der Regelernergie bieten sich folgende Modelle an:

- **Gemeinschaftliche Stromvermarktung in Form einer Genossenschaft**
Bei diesem Modell ist der Einfluss der einzelnen Anlage bzw. die Mitwirkung der Anlage im Vermarktungsbereich gegeben. Es bietet vielfältige Chancen neben der Vermarktung des Grundlaststromes auch im Bereich der Regelernergie aktiv zu werden.
- **Verkauf der Energie an Stromhändler**
Bei dieser Form der Vermarktung dominieren die Bedingungen für die Stromaufnahme und der Vergütung durch die Stromhändler. Wie auch bei der gemeinschaftlichen Vermarktung ist es problematisch, wenn der Landwirt mit seiner Biogasanlage aufgrund technischer oder anderer Probleme seiner Pflicht zur Stromlieferung nicht gerecht werden kann.
- **Eigenvermarktung des Stromes**
Die Eigenvermarktung des Stromes an entsprechende Stromverbraucher ist sehr begrenzt und nur als Nische zu sehen, da einerseits Versorgungssicherheit und andererseits die Vermarktung der entsprechenden Strommengen regional sehr schwierig ist. Die Bereitstellung von Regelernergie und das generieren von Zusatzerlösen für bedarfsgerechte Stromerzeugung ist hier nicht möglich. Zudem dürfte in den allermeisten Fällen der Strombezugspreis noch langfristig deutlich unter den Vergütungssätzen des EEG liegen, wodurch der Anreiz für eine Eigenvermarktung entfällt.

Handlungsempfehlungen für landwirtschaftliche Biogasanlagen

Mit steigendem Anteil fluktuierender, nicht fossiler Energieformen am Strommarkt steigen die Anforderungen an die Stabilität der Netze, das Lastmanagement und die Bereitstellung von Regelernergie deutlich. Ausgehend von den Möglichkeiten des EEG 2012 ergeben sich folgende Handlungsoptionen:

1. Die Regelungen des EEG 2012 sind in ihrer praktischen Umsetzung zu erproben und ggf. weiter zu differenzieren. Besonders durch die Verpflichtungsermächtigungen im EEG besteht hier die Möglichkeit entsprechend den Erfahrungen, Anpassungen des rechtlichen Rahmens vorzulegen.
2. Die Bereitstellung von Regelernergie über die Marktprämie ist als Segment für den Biogasbereich zu entwickeln. Durch den Aufbau entsprechender Geschäftsmodelle, wie genossenschaftliche Vermarktung bzw. Stromverkauf von Stromhändlern sind hier die Voraussetzungen zu schaffen.
3. Biogasanlagen können relativ leicht im Bereich der negativen Minutenreserve Leistungen anbieten. Als Voraussetzung hierfür ist die zentrale Fernsteuerung der Anlagen zu nennen.
4. Die Anforderungen an die Biogasanlagen hinsichtlich Speicherbedarf und BHKW-Kapazität zur Erzeugung von Regelernergie im Bereich von Stunden sind hoch und werden durch die zurzeit vorhandene Flexibilitätsprämie nicht in vollem Maße ausgeglichen. Eine höherwertige Stromvermarktung ist somit eine essenzielle Voraussetzung. Anlagen die bereits über entsprechende BHKW- und oder Gasspeicherkapazitäten verfügen haben hier einen Wettbewerbsvorteil.
5. Der Einstieg der Biogasanlagen in dem Bereich der Regelernergie ist ein wesentlicher und notwendiger Schritt zur Stabilisierung der Stromnetze bei steigendem Anteil fluktuierender Stromeinspeiser. Zudem werden Biogasanlagen zukünftig eine höherwertige Vermarktung des Stromes anstreben, um ertragsmindernde Effekte durch die Vergütungsdegression und die allgemeine Inflation auszugleichen.

Adresse: Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft
Naumburger Straße 98, 07743 Jena
Telefon: 03641 683-0, Telefax: 03641 683-390
Mail: postmaster@tll.thueringen.de
Ansprechpartner: Daniel Illing (BIOBETH)
Martin Dotzauer (Bioenergieberatung Thüringen)
Dr. Gerd Reinhold (TLL)

Jena, im November 2011

Besuchen Sie uns auch im Internet:
www.tll.de/ainfo